

Die Leistung von AEOLUS II in Abhängigkeit von mittlerem Windprofil und Turbulenz im Bereich der Rotorfläche

G. Tetzlaff und U. Hoppmann

Leipzig und Hannover 1996

Zusammenfassung

Synchrone Messungen der Windgeschwindigkeit und die Leistung von Windkraftanlagen dienen der Ermittlung der Kennlinien der Anlagen. Die existierenden Vorschriften zur Vermessung enthalten bezüglich der Strömungseigenschaften des Windes nahezu keine Spezifikationen. Diese sind jedoch notwendig, um die erreichbare Genauigkeit und Repräsentativität der vermessenen Kennlinie zu quantifizieren. Messungen am Standort der AEOLUS II-Anlage in Wilhelmshaven dienten dazu, bei einer Anlagenvermessung die Eigenschaften der Strömung und die Kennlinie gemeinsam zu untersuchen. Es wurde gefunden, daß die Strömungseigenschaften wie die vertikale Windscherung, die Winddrehung über der Höhe, die turbulenten Schwankungen der Windgeschwindigkeit und der Windrichtung die Leistung von Windenergieanlagen bei gleicher mittlerer Windgeschwindigkeit erheblich verändern. Dabei wirken sowohl Standorteigenschaften als auch die Witterung auf die Ergebnisse der Vermessung. Am gleichen Standort können in anisotropem Gelände die Werte der Kennlinie auch bei mehrmonatigen Vermessungen wegen der Variabilität der Windrichtung Unterschiede von mehr als 10 % aufweisen. Der größte Einzeleffekt wird von der vertikalen Windscherung verursacht, die Wirkung der Drehung des mittleren Windvektors über der Rotorfläche ergab sich als kleinerer Effekt. Die Wirkung der turbulenten Schwankungen von Geschwindigkeit und Richtung weisen meist unterschiedliche Vorzeichen auf, so daß die Rolle dieser Schwankungen insgesamt meist klein bleibt. Die Vermessung einer Kennlinie mit einer kleineren systematischen Abweichung von im Mittel weniger als etwa 5 bis 10 % erfordert eine genaue Strömungsspezifikation sowohl für den Vermessungs- als für den Betriebsstandort, die bisher nicht in hinreichendem Maße in den entsprechenden Richtlinien und Vorschriften enthalten sind.

Summary

Power curves of wind energy converters need synchronous measurements of wind and power. The existing specification on the wind measurements are rather poor, however necessary. AEOLUS II-measurements and the wind measurements served to quantify the role of the different atmospheric parameters. Thus it was possible to define the influence on the power output of the machine as a function of the vertical wind shear, the wind veer with height, the turbulent fluctuations with the average wind speed being constant. As a consequence site properties and weather conditions both influence the measurements of the power curve. As a major result it was found that these factors may alter the power curve by as much as 10 %. The largest single effect is produced the effects of the vertical wind shear, The turbulent fluctuations are somewhat smaller in their effect, because speed and direction effects tend to compensate each other. It may be concluded that a highly accurate power curve -meaning errors to be less than 10 %-requires a fully specified set of weather and site parameters.

Einleitung und Fragestellung

Bei der Vermessung von Leistungskennlinien von Windenergieanlagen wird die in Nabenhöhe gemessene, mittlere Windgeschwindigkeit mit der zeitgleich gemessenen Leistung in Beziehung gesetzt. Die Beschreibung der Strömung über die gesamte Rotorfläche erfordert jedoch mehr Information als allein aus der mittleren Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe ermittelt werden kann. Die entsprechenden theoretischen Ansätze erlauben eine quantitative Beschreibung der Veränderung der mittleren Windgeschwindigkeit mit zunehmender Höhe. In größeren Höhen über Grund ergibt sich außerdem eine charakteristische Winddrehung. Zusätzlich weicht der momentane Windvektor vom mittleren wegen der turbulenten Schwankungen in Geschwindigkeit und Richtung ab. Die Größe der vertikalen Zunahme der Windgeschwindigkeit, die vertikale Windscherung, die Winddrehung des mittleren Windes mit der Höhe, sowie die Größe der turbulenten Schwankungen sind in komplexer Weise miteinander verknüpft und hängen systematisch vom Gelände sowie der Energiebilanz der Erdoberfläche ab. Insbesondere ist natürliches Gelände anisotrop, so daß die genannten Größen sich mit der Windrichtung verändern. Damit ist vertikal gegliedertes Gelände von vorneherein kaum für eine Vermessung geeignet. Die durch die genannten Effekte hervorgerufene Beeinflussung der Leistungsabgabe gewinnt durch den Trend zu größeren Anlagen mit größeren Rotordurchmessern zunehmend an Bedeutung und soll im folgenden anhand theoretischer Überlegungen und aufgrund von Messungen des Deutschen Windenergieinstitutes untersucht werden. Die Eigenschaften der Standorte für die Vermessung von großen Anlagen müssen daher vorab quantifiziert werden. Hier werden für einen Standort die unterschiedlichen Ergebnisse der Kennlinie ermittelt und in einem Rechenschema die Grundlage für eine Systematisierung zur Bewertung von zur Vermessung geeigneten Standorten geschaffen.

Das Temperatur und Windprofil in der Grenzschicht

Ist der vertikale Temperaturgradient kleiner als $-1\text{K}/100\text{m}$, so ist Temperatur des Luftpaketes nach der Hebung größer als die Umgebung. Aufgrund seiner geringeren Dichte setzt das Luftpaket seine Aufwärtsbewegung ohne zusätzlichen Antrieb fort. Dies wird als labile Schichtung bezeichnet. Labile Schichtungen sind i.a. nur schwach ausgeprägt, da die erzeugte Konvektion für einen Temperatúrausgleich und damit für eine Neutralisierung des Profils sorgt. In labilen Schichten werden lokal kräftige Vertikalbewegungen beobachtet.

Es wird nun das Windprofil in der Grenzschicht betrachtet. Die untersten Dekameter der Grenzschicht werden als Prandtl-Schicht bezeichnet. Hier läßt sich die mittlere Windgeschwindigkeit durch das theoretisch ableitbare „logarithmische Windprofil“ beschreiben.

$$u(z) = \frac{u_*}{\kappa} \ln\left(\frac{z}{z_0}\right)$$

Hierbei ist $u(z)$ die Windgeschwindigkeit in der Höhe z , u_* die Schubspannungsgeschwindigkeit (ein Maß für den Impulsfluß zum Boden, bzw. die Rauigkeit und die Schichtung der Atmosphäre), κ eine empirische Konstante (Wert 0.4) und z_0 die Rauigkeitslänge, ein Maß für die Rauigkeit des Bodens. Diese Formel gilt nur für neutrale thermische Schichtung. In stabilen Schichten wird der vertikale Impulsaustausch gedämpft, daher nimmt die Windgeschwindigkeit hier mit der Höhe stärker zu als nach dem logarithmischen Profil. In labilen Schichten kann sich wegen der besseren vertikalen Durchmischung kein so starker Geschwindigkeitsgradient halten und das Windprofil wird flacher als in der neutralen Schichtung. Weiter unter-

scheiden sich auch die Größen der turbulenten Schwankungen in labiler und stabiler Schichtung voneinander.

Die Formulierung für das logarithmische Windprofil muß für die Fälle mit labiler und stabiler Schichtung erweitert werden. Eine einfache Methode besteht in der Ergänzung durch einen additiven Term, der für geringere Abweichungen von der Adiabasis die Schichtungseffekte berücksichtigt und so das log-linear-Profil (oder auch Monin-Obukhov-Profil) erzeugt :

$$u(z) = \frac{u_*}{\kappa} \left(\ln\left(\frac{z}{z_0}\right) + \alpha \frac{z - z_0}{L} \right)$$

Hierbei ist α wieder eine empirische Konstante (Wert ca. 5) und L ist die Monin-Obukhov-Länge, die ein Maß für Stabilität der Schichtung darstellt. Positive Werte stehen für stabile, negative für labile Schichtung. Bei neutraler Schichtung strebt die Monin-Obukhov-Länge L gegen unendlich. Es ist von zentraler Bedeutung, daß die Gleichung für die Formulierung des vertikalen Windprofils nur für ein horizontal homogenes Gelände ohne jede vertikale und horizontale Gliederung gelten. Im Falle von anisotropem Gelände müssen zusätzliche Terme in den Gleichungen angebracht werden, die in der Lage sind, die horizontale Advektion und die Ausbildung interner Grenzschichten zu berücksichtigen. In vielen Fällen werden diese Effekte vernachlässigt, jedoch zu Unrecht! Da hier die Auswertungen die Stabilität einbeziehen sollen, müssen deren Effekte in die Gleichungen aufgenommen werden. Da aber das Längenmaß L wegen seiner numerischen Eigenschaften für eine statistische Auswertung nicht besonders gut geeignet ist, wird an seiner Stelle der sogenannte Mischungsweg $L(z)$ verwendet :

$$L(z) = \frac{\kappa z}{1 + \alpha \frac{z - z_0}{L}}$$

Der Gültigkeitsbereich der logarithmischen Windprofile, die Prandtl-Schicht, erreicht im Mittel eine Höhe von etwa 50 bis 100m. Bei stabiler Schichtung beträgt die Höhe nur noch etwa 30m. Oberhalb der Prandtl-Schicht erstreckt sich die sogenannte Ekman-Schicht. Hier nimmt die Windgeschwindigkeit weiter zu bis auf den Wert in der freien Atmosphäre, die in einer Höhe von 300m (stabile Schichtung) bis 1500m (labile Schichtung) beginnt.

Gleichzeitig findet in der Ekman-Schicht eine Winddrehung statt. In der freien Atmosphäre weht der Wind parallel zu den Isobaren, am Boden ist der Windvektor um bis zu 45° in Richtung des tieferen Drucks gedreht. In der Prandtl-Schicht ändert sich die mittlere Windrichtung nicht. Das Windprofil und die Winddrehung in der Ekman-Schicht lassen sich für neutrale Schichtung annähernd durch die sogenannte Ekman-Spirale beschreiben. Zumindest qualitativ wird die Ekman-Spirale auch bei labiler Schichtung beobachtet. Bei stabiler Schichtung läßt sich kein funktionaler Zusammenhang zwischen Windvektor und Höhe finden.

In klaren Nächten durch Ausstrahlung, aber auch in horizontal inhomogenem Gelände durch Advektion, bilden sich häufig Inversionen, die in den untersten Dekametern zumindest stückweise eine stabile Schichtung zeigen. In der Inversion ändert sich die Windgeschwindigkeit stark, wobei diese Änderungen nicht mit den Ansätzen des logarithmischen Windprofils beschreibbar sind. An der Oberseite der Inversion findet man häufig einen Windsprung (markante Änderung von Windgeschwindigkeit und -richtung). Die Schicht oberhalb der Inversion ist meist nahezu neutral geschichtet und weist kein gesetzmäßig aus den Bodenbeobachtungen

ableitbares Windprofil auf. Damit ist diese Schicht von den Bodeneigenschaften wie der Rauheitslänge z_0 entkoppelt.

Auswirkungen des mittleren Windprofils auf die Leistung von Windenergieanlagen

Im Bereich der Rotorfläche nimmt die mittlere Windgeschwindigkeit zu, gleichzeitig erfolgt eine Winddrehung. Während die Winddrehung immer zu einer Verminderung der Leistung führt, kann die Windscherung aufgrund der höheren Geschwindigkeit in der oberen Rotorflächenhälfte zu einer Leistungssteigerung führen. Nachfolgend sollen die beiden Effekte untersucht werden.

Da die erzeugte Leistung proportional zur dritten Potenz der Windgeschwindigkeit ist, wird, um die relative Leistung RL (d.h. Quotient aus tatsächlicher Leistungsabgabe und erwarteter Leistung nach Kernlinie) zu berechnen, die folgende Funktion angesetzt.

$$RL = \frac{2 \int_{z_N-R}^{z_N+R} (u(z))^3 \sqrt{R^2 - (z - z_N)^2} dz}{(u(z_N))^3 * F}$$

R steht für den Rotorradius, F für die Rotorfläche, z_N für die Nabenhöhe der Windenergieanlage. Der Wind $u(z)$ wird für den Scherungseffekt mit Hilfe des Monin-Obukhov-Profil für jede Höhe berechnet und dann mit dem zugehörigen Anteil der Rotorfläche gewichtet.

Um den Effekt der Winddrehung abzuschätzen, wird für $u(z)$ folgende Funktion angesetzt:

$$u(z) = u(z_N) * \cos(\beta(z))$$

Die Funktion $\beta(z)$ gibt die Winddrehung des Windes in Höhe z gegenüber der Richtung des Nabewindes an und wird durch Auswertung der Lage der Maxima der Turbulenzintensität in Abhängigkeit von der Schichtung bestimmt.

Um die Anisotropie des Geländes einzubeziehen, sind alle Betrachtungen als Funktion der Windrichtung durchzuführen.

Auswirkungen turbulenter Schwankungen auf die Leistung von Windenergieanlagen

Neben der Windscherung und -drehung wirken sich auch die turbulenten Schwankungen, sowohl der Windgeschwindigkeit als auch der Windrichtung, auf die Leistung der Anlage aus. Bei der Vermessung von Leistungskennlinien wird i.a. die zeitlich gemittelte Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe in Beziehung gesetzt zur ebenfalls zeitlich gemittelten Leistung. Bei der Mittelung fallen die turbulenten Schwankungen der Windgeschwindigkeit weg. Da aber die Windleistung proportional zur dritten Potenz der Windgeschwindigkeit ist, bleiben hier nach der zeitlichen Mittelung Restglieder, die von den zeitlichen Fluktuationen abhängig sind, stehen. Dies möge die folgende Rechnung nach Coppin et al. (1982) belegen:

Die Windgeschwindigkeit wird in den zeitlichen Mittelwert und eine turbulente Schwankung zerlegt :

$$u = \bar{u} + u'$$

Um auf die Leistung zu schließen, wird die Windgeschwindigkeit kubiert:

$$u^3 = \bar{u}^3 + 3\bar{u}^2 u' + 3\bar{u} u'^2 + u'^3$$

Nach zeitlicher Mittelung und Vernachlässigung der turbulenten Terme dritter Ordnung erhält man:

$$\overline{u^3} = \bar{u}^3 + 3\bar{u}\overline{u'^2}$$

Die relative Leistung RL kann dann einfach berechnet werden:

$$RL = \frac{\overline{u^3}}{\bar{u}^3} = \frac{\bar{u}^3 + 3\bar{u}\overline{u'^2}}{\bar{u}^3}$$

Für $\overline{u'^2}$ wird die Standardabweichung der Windgeschwindigkeit in 92m Höhe eingesetzt.

Auch die Windrichtung unterliegt Schwankungen. Um wirksamen Wind u_Q (quer zur Rotorfläche) zu berechnen, werden die turbulenten Abweichungen von der mittleren Windrichtung verwendet :

$$u_Q = \bar{u} \cdot \cos(\alpha')$$

Die relative Leistung ergibt sich zu:

$$RL = \frac{\overline{u_Q^3}}{\bar{u}^3} = \overline{\cos^3(\alpha')} \cong \left(1 - \frac{\overline{\alpha'^2}}{2}\right)^3 \cong 1 - 3\frac{\overline{\alpha'^2}}{2}$$

Dabei ist für $\overline{\alpha'^2}$ die Standardabweichung der Windrichtung im Bogenmaß einzusetzen und turbulente Terme höherer Ordnung wurden vernachlässigt.

Datengrundlage

Im Rahmen dieser Untersuchung wurden Messungen verwendet, die das Deutsche Windenergieinstitut in Wilhelmshaven (DEWI) auf dem Gelände des Jade-Windenergieparks nördlich von Wilhelmshaven im Zeitraum von 1992 bis 1995 durchgeführt hat. Es standen Leistungsdaten des AEOLUS II zur Verfügung, einer Windenergieanlage mit einer Nennleistung von 3MW, einer Nabenhöhe von 92m und einem Rotordurchmesser von 80m. Gleichzeitig wurden die Windgeschwindigkeit in den Höhen 11m, 32m, 63m, 92m und 126m sowie die Windrichtung in 62m Höhe gemessen. Durch die fünf Meßhöhen wird das Windprofil gut nachgebildet. Da der AEOLUS II allerdings in Höhen vorstößt, in der sich die Winddrehung mit der Höhe nicht mehr vernachlässigen läßt, wäre eine weitere Messung der Windrichtung in 126m Höhe

wünschenswert. Es wird gezeigt werden, wie die Winddrehung näherungsweise auf indirektem Wege erschlossen werden kann.

Ferner wurde die Temperatur in den Höhen 2,5m und 92m gemessen. Dadurch ist unabhängig vom Windprofil eine Ermittlung der thermischen Schichtung möglich. Um die Fälle der nächtlichen Bodeninversionen von einer hochreichenden stabilen Schichtung zu trennen, wäre auch hier eine zusätzliche Temperaturmessung in der Höhe von 126m nützlich.

Die Meßsysteme werden mit 1 Hz abgefragt, daraus werden 5-Minuten-Mittelwerte mit Standardabweichungen berechnet und aufgezeichnet, ohne daß damit jedoch ein für die weiteren Auswertungen geeigneter Mittelwert vorliegen würde. Weiter Informationen über die Meßdaten findet man bei Strack und Albers (1996).

Die Genauigkeit der Meßwerte der Anemometer wurden in einem Prüfverfahren (Bouillon et al. 1995) untersucht. Dabei wurden anhand der Temperaturmessungen die neutralen Fälle ausgewählt und die Rauigkeitslänge aus dem logarithmischen Windprofil berechnet. Da die mit u_* und z_0 zwei Unbekannte zu bestimmen sind, wurde die Rauigkeitslänge jeweils aus der Meßhöhe 11m und einer der höheren bestimmt. Es entsteht ein scheinbarer Tagesgang der Rauigkeitslänge. Für jedes Niveau würden bei Vorliegen genau richtiger Meßwerte in der morgendlichen und abendlichen Übergangszeit etwa synchron adiabatische Zustände durchlaufen werden. Da dieses Verfahren höhere Genauigkeiten erlaubt, als mit Windkanaleichungen zu erreichen sind (etwa bis in den Bereich von etwa 0.02 m/s hinein) weisen Abweichungen vom theoretisch bestimmten Windprofil auf Meßfehler hin. Die Abbildungen 1 und 2 zeigen die sich scheinbar ergebenden Tagesgänge für die unterschiedlichen Höhenniveaus (Bouillon et al. 1995). Die an der mittleren Windgeschwindigkeit anzubringenden Korrekturwerte erreichen für die Anemometer in den beiden mittleren Niveaus jeweils recht genau 0.20 m/s. Die diabatischen Effekte erzeugen dann in den Bereichen von stabiler Schichtung und labiler Schichtung, d.h. nachts und tagsüber, scheinbare Tagesgänge und Höhenabhängigkeiten der Rauigkeitslänge.

Standortbeschreibung

Das Meßgelände liegt ca. 10km nördlich von Wilhelmshaven und ist bei Tetzlaff et al. (1992) detailliert beschreiben. Es liegt etwa 1m über dem Meeresspiegel und wird überwiegend landwirtschaftlich genutzt. In den Sektoren von Nord bis Ost befindet sich die Nordsee (Jademündung) in ca. 2km Entfernung. Im Nordwesten befindet sich Ortschaft Hooksiel, in den westlichen Sektoren befinden sich mehrere Einzelgehöfte, die alle von hohen Bäumen umgeben sind. Der Bereich von 165° bis 210° ist im wesentlichen frei von Hindernissen, hier werden alle Anemometer ungestört angeströmt. In den Richtungen 55° , 120° und 150° befinden sich, vom Meßmast aus gesehen, Windenergieanlagen. Die Anemometer selbst befinden sich auf der Westseite des Meßmastes, so daß sie bei Ostwind abgeschattet werden.

Nach dem Anbringen der Korrekturwerte an der Windgeschwindigkeit ergeben sich unter Zugrundelegen des logarithmischen Windprofils in der Formulierung für die neutrale Grenzschicht die Werte der Rauigkeitslänge als Funktion der Windrichtung. Die erwähnten Hindernisse und Windkraftanlagen sind erkennbar. Im südlichen Bereich ist das Bild recht homogen. Die Auswertungen der Messungen ergeben eine Rauigkeitslänge von 5cm im ungestörten Sektor. Daß die Störungen des Windfeldes gering sind, läßt sich auch an der Höhenkonstanz der ermittelten Rauigkeitslängen in diesem Sektor ablesen. In anderen Sektoren zeigt sich eine Abhängigkeit der Rauigkeitslänge von der Meßhöhe. Der Grund ist zum einen, daß die oberen Höhen

im Bereich von Nachlaufströmungen weiter entfernter Hindernisse liegen (z.B. Wilhelmshaven) und zum anderen, daß die oberen Anemometer möglicherweise schon über die Prandtl-Schicht herausragen und man damit zumindest in Nachtstunden den Gültigkeitsbereich des logarithmischen Windprofils verlassen.

Die deutliche Störung bei etwa 90° ist auf die Abschattung der Anemometer durch den Meßmast zurückzuführen, die Störungen bei 240° , 330° und 360° werden durch die erwähnten Gehöfte und den Ort Hooksiel verursacht. Hier ist das Windprofil in der unteren Höhen so gestört, daß sich kein reguläres, mit den üblichen theoretischen Ansätzen interpretierbares, Windprofil ausbilden kann.

In Abbildung 2 wurde die Turbulenzintensität über der Windrichtung aufgetragen. Diese wird aus der Standardabweichung des Mittelwertes der Windgeschwindigkeit normiert mit dem zugehörigen Mittelwert selber berechnet. Dabei wurden die Schichtungszustände stabil, annähernd neutral und labil anhand der gemessenen Temperaturgradienten unterschieden. In allen drei Abbildungen zeigt sich wieder eine erhöhte Turbulenzintensität unmittelbar hinter dem Meßmast. Auch bei 240° , 330° und 360° sind Maxima zu sehen, die durch Bebauung verursacht werden. Diese Maxima treten in den unteren Meßhöhen wesentlich stärker in Erscheinung als weiter oben, was darauf hindeutet, daß es sich um niedrige Hindernisse im Nahbereich handelt.

Betrachtet man die Lage des Mastmaximums bei ca. 90° , so stellt man fest, daß die Maxima abhängig von der Meßhöhe bei unterschiedlichen Windrichtungen liegen. Im labilen und neutralen Fall beobachtet man eine systematische Rechtsdrehung mit zunehmender Höhe. Hier wird die erwähnte Winddrehung in der Grenzschicht sichtbar, sie beträgt zwischen 62 und 126m Höhe etwa 20° und ist also keinesfalls vernachlässigbar. Bei stabiler Schichtung beobachtet man in den unteren Höhen keine nennenswerte Winddrehung, zwischen 62 und 92m springt die Windrichtung dann um ca. 15° auf einen anderen Wert, der sich mit der Höhe ebenfalls kaum ändert. Dies charakterisiert die oben erwähnte Situation mit Bodeninversion und abschließenden Windsprung an der Inversionsoberseite. Für die Berechnung des Einflusses der Winddrehung auf die Leistung der Anlage wurde anhand dieser Auswertungen eine schichtungsabhängige Korrekturfunktion für die Winddrehung mit der Höhe abgeleitet. Eine mögliche systematische Verdrillung des Mastes scheint wegen der Konstanz der Windrichtung in den unteren bzw. den oberen Niveaus nicht in Frage zu kommen. Bemerkenswert ist ferner die systematische Veränderung der Größe der Turbulenzintensität mit der Stabilität. Sie unterscheidet sich in den ungestört angeströmten Sektoren mit geringer Rauigkeitslänge etwa um den Faktor drei. Damit parallel geht die Größe der Mischungsweglänge oder auch anderer Größen, die die Turbulenz charakterisieren.

Die Charakterisierung der meteorologischen Bedingungen dient auch die Darstellung der potentiellen Temperatur. In Abbildung 3 ist der Tagesgang des vertikalen Gradienten der potentiellen Temperatur dargestellt. In neutralen Verhältnissen ändert sich die potentielle Temperatur mit der Höhe nicht, im labilen Fall nimmt sie mit der Höhe ab und der Temperaturgradient nimmt negative Werte an, im stabilen Fall werden positive Werte angetroffen. Da im labilen Fall der Vertikalaustausch angeregt wird, können die negativen Werte nicht so groß werden wie im stabilen Fall. Im stabilen Fall sorgt die Unterdrückung der Vertikalaustauschs für ein Anwachsen des vertikalen Gradienten der potentiellen Temperatur, so wie er auch in den Beobachtungen gefunden wird. Der Gradient der potentiellen Temperatur ist auch ein Maß für die turbulenten Schwankungen und die Winddrehung mit der Höhe (Stull 1988, Garratt 1992).

Als zusammenfassendes Bild zur Charakteristik des Standortes ist in Abbildung 4 die relative Leistung dargestellt. Die relative Leistung wird als berechnet als Quotient der tatsächlichen

Leistung der Anlage und deren Mittelwert über alle Sektoren und Zustände, gewissermaßen standardmäßig ermittelten Werten der Kennlinie. Die relative Leistung als Funktion von Schichtung und Turbulenz ist der Kernpunkt der hier angestellten Untersuchung, vor allem in Hinblick auf die Standardisierbarkeit und die Übertragbarkeit von Meßwerten der Kennlinie vom Vermessungsstandort auf einen beliebigen Betriebsstandort. Die bisherigen Darlegungen weisen bereits auf die Beeinflussung der Meßergebnisse durch die Eigenschaften des Geländes und der während des Meßzeitraums beobachteten Witterungszustände hin. Diese Witterung drückt sich in den Turbulenzparametern aus, d.h. in der Häufigkeitsverteilung von stabilen und labilen Zuständen als Funktion der windrichtungsabhängigen Rauigkeitslänge und der richtungsabhängigen Geländeanisotropie. In der Abbildung 4 ist die sektorabhängige Leistung über deren Mittelwert aufgetragen, wobei sich im Vordergrund die Abschattungszone der Messungen durch den Mast zeigt, aber auch die Differenzierung in Bereich einiger Prozent in den übrigen Sektoren. Dabei sind hier stets alle vorhandenen Meßwerte zusammengefaßt, d.h. über alle Stabilitätsklassen hinweg. Die kleinen Sekundärmaxima bei etwa 55° , 120° und 150° werden verursacht durch Abschattung des Mastes durch die anderen Windenergieanlagen auf dem Gelände. Weiterhin müßten die anderen Windkraftanlagen auch auf AEOLUS II wirken und in den entsprechenden Anströmrichtungen zu Veränderungen führen. Die Unschärfe scheint jedoch durch die recht große Entfernung und den Höhenunterschied so groß zu sein, daß ein Signal nicht mehr ohne aufwendige Filterung zu finden ist.

Leistung von Windenergieanlagen in Abhängigkeit von verschiedenen Parametern : –Messung und Theorie

In den folgenden Abbildungen sind jeweils die relative Leistung, so wie sie sich aus den Messungen der Leistung der Anlage AEOLUS II und der Kennlinie ergibt, sowie die mit Hilfe der obigen Gleichungen berechnete relative Leistung aufgetragen. Es wurde in den Abbildungen 5b, 6 und 7 auf die Darstellung der einzelnen Komponenten verzichtet und nur der Gesamteffekt, der sich aus Scherung, Drehung, Windgeschwindigkeits- und Windrichtungsschwankungen ergibt, aufgetragen. Es zeigt sich, soviel sei vorweggenommen, daß der Scherungseffekt den größten Beitrag liefert und am höchsten mit den gemessenen Leistungen korreliert ist. Für alle Abbildungen der relativen Leistung gilt: Jeder Punkt steht für 1000 5-Minutenmittelwerte, es wurden nur die ungestörten Sektoren im Bereich 165° - 210° verwendet. Ferner wurden nur die hysteresefreien Daten verwendet (Bouillon et al. 1995). Nur so konnte sicher gestellt werden, daß die Meßwerte in sich homogen sind und keine Störgrößen enthalten sind. Damit kann dann auch die Prüfung des vorgeschlagenen Rechenweges erfolgen, der die Wirkungen der genannten Größen des Windfeldes auf die Kennlinie in Form der relativen Leistung quantifiziert.

In den Abbildungen 5a und 5b ist die relative Leistung über dem Mischungsweg dargestellt. Zur Berechnung des Mischungsweges werden zwei Höhen benötigt, die Rauigkeitslänge als dritter freier Parameter wird aufgrund der Berechnungen unter neutralen Bedingungen vorgegeben. Der Mischungsweg wurde aus den Meßhöhen 92 und 126m berechnet. Es zeigt sich eine Abnahme der relativen Leistung mit zunehmenden Mischungsweg, d.h. höhere Leistung bei größerer Windscherung. Bei geringen Werten des Mischungsweges ist die relative Leistung um etwa 7% erhöht, bei Werten um 10m wird der Standardwert der Leistung erreicht, bei größeren Werten zeigt sich die Abnahme, die bei etwa 60m Mischungsweglänge um etwa 7% niedriger liegt als der Standardwert der Leistung. Die Meßwerte lassen sich aufspalten in die vier Teileffekte von vertikaler Windscherung, mittlerer Winddrehung, und die beiden turbulenten Effekte. Insgesamt ist der größte Teil auf die Wirkung der vertikalen Windscherung zurückzuführen. Die Übereinstimmung von berechneten Werten und den Rechenergebnissen aus

dem Modellansatz scheint die Verfolgung der Entwicklung eines standardisierten Verfahrens zu rechtfertigen. Ein solches Verfahren würde das Einbringen von standardisierten Bedingungen des Standortes und der Strömungsbedingungen bei der Vermessung zu Gegenstand haben. Solche methodischen Ansätze könnten dann auch Eingang finden in eine Normierung der Vermessungsverfahren. Nur nach einer solchen Normierung können dann Erträge von Windkraftanlagen unabhängig von Standorteigenschaften miteinander verglichen werden.

Bei den Berechnungen wurden zusätzlich verschiedene Datensätze ausführlich miteinander verglichen, insbesondere Daten aus unterschiedlichen Höhenpaaren miteinander kombiniert. Die Ergebnisse fielen teilweise recht unterschiedlich aus. Warum fallen die Ergebnisse aus den oberen und unteren Meßhöhen z.T. unterschiedlich aus? Eine stets mögliche Ursachen sind Meßfehler durch den Austausch oder die Rekalibration von Anemometern. Schließt man diese Fehlerquellen aus, so bleiben auch hier wieder die durch Inversionen bedingten Windsprünge als weitere Ursache. In der Inversion können sowohl sehr hohe als auch durch abrupte Winddrehungen sehr niedrige wirksame Windgeschwindigkeiten auftreten. Solche Inversionen werden nicht nur im Tagesgang durch die nächtliche Abkühlung angeregt, sondern auch in starkem Maße durch horizontale Differenzen in den meteorologischen Randbedingungen. Dabei bilden sich auch leicht gegen die Horizontale geneigte Grenzflächen mit Inversionscharakter aus. Die vorgestellten Windprofilansätze versagen natürlich unter solchen Bedingungen, so daß einerseits kein aussagekräftiger Mischungsweg bestimmt werden kann und andererseits die relative Leistung in einem breiten Bereich schwanken kann.

Die oberen Meßhöhen befinden sich meistens oberhalb der Inversion, wo man ein glattes Windprofil ohne nennenswerte Scherung und Drehung bei geringen turbulenten Schwankungen vorfindet. Die ausgeprägten Bodeninversionen erreichen diese Höhe offenbar nicht mehr, so daß man hier allenfalls mäßige stabile Schichtungen antrifft. Um dies mit Sicherheit zu klären wäre allerdings, wie oben schon gesagt, eine weitere Temperaturmessung erforderlich.

Die Abbildung 5b zeigt Angaben der relativen Leistung als Funktion des Mischungsweges, wobei nur die Gesamteffekte für die Messungen im Vergleich zu den Rechenergebnissen dargestellt sind. Bei gleichartiger Struktur der Abhängigkeit vom Mischungsweg ergibt sich eine konstante Ablage im gesamten Bereich. Dies könnte auf eine eingeschränkte Repräsentativität der Höhenniveaus der Meßwerte zurückzuführen sein. Näheren Aufschluß könnten Datensätze mit einer größeren Zahl von vertikalen Niveaus liefern.

Statt des Mischungsweges kann man auch den mit der Windgeschwindigkeit normierten Windgeschwindigkeitsgradienten als Schichtungsparameter verwenden. Dies hat den Vorteil, daß man auf die Berechnung von u_* und z_0 verzichten kann und somit eine einfachere und rechen-technisch weniger fehleranfällige Methode zur Verfügung hat. Die Ergebnisse werden in Abbildung 6 dargestellt. Auch hier werden die Meßwerte aus den beiden oberen Niveaus zur Ermittlung der Windscherung verwendet. Die Zuordnung wichtet die Häufigkeiten etwas anders als die Mischungsweglänge und gestattet somit eine Plausibilitätskontrolle der vorher erzielten Ergebnisse. Der Standardwert der relativen Leistung von 1 wird bei einer normierten vertikalen Windscherung von 0.11 m/s pro m erreicht. In der Abbildung 6 werden die berechneten und die gemessenen Gesamteffekte miteinander verglichen und führen im Prinzip zu demselben Ergebnis wie es bereits für die Mischungsweglänge erzielt wurde. Die Struktur ist getroffen, es entsteht aber eine systematische Ablage. Die Größe dieser Ablage ist an sich nicht kritisch, weil sie sich vermutlich durch einige Zusatzmessungen in weiteren Höhenniveaus interpretieren lassen würde.

In Abbildung 7 wurde die relative Leistung über dem potentiellen Temperaturgradienten aufgetragen. Die potentielle Temperatur wird in der Meteorologie häufig statt der Temperatur ver-

wendet. Die Messung zeigt, daß bei leicht stabilen Schichtungen, wie sie am häufigsten in der Atmosphäre vorkommen, die Leistung gegenüber der Kennlinienwert um rund 2% erhöht ist. Bei labiler Schichtung nimmt die Leistungsausbeute rapide ab, wobei die Ursachen offenbar geringe Windscherung, starke Winddrehung und hohe Windrichtungsturbulenz sind. Alle diese Effekte zusammen erreichen auf rechnerischer Grundlage allerdings nicht den tatsächlich beobachteten Leistungsabfall. Möglicherweise wird der Einfluß der Winddrehung im Rechenmodell noch unterschätzt.

Im sehr stabilen Bereich nimmt die gemessene relative Leistung ebenfalls stark ab. Dieser Effekt wird offenbar durch starke Windscherung in der unteren Hälfte der Rotorfläche verursacht, die nicht durch eine entsprechende Scherung in der oberen Hälfte kompensiert wird. Der Grund dafür mögen die schon häufiger angesprochenen Bodeninversionen sein, die insbesondere im Höhenbereich zwischen 32m und 62m für einen Windsprung in Betrag und Richtung sorgen. Dieser Windrichtungseffekt an Inversionen ist im Modell nicht berücksichtigt, daher fällt auch hier die tatsächliche Leistungsminderung stärker aus als berechnet.

In der Abbildung 8 wurden Häufigkeitswerte der verschiedenen Werte der relativen Leistung zusammengestellt. Diese Werte wurden getrennt nach den verschiedenen Sektoren der Windrichtung aufgeteilt. Dabei wurde der am einfachsten zu standardisierende Sektor von 165° bis 210° verglichen mit dem Sektor 240° bis 300° und dem Sektor von 330° bis 030° . Dabei zeigt sich neben der recht breiten statistischen Schwankung der Meßwerte auch eine deutliche Verschiebung der Medianwerte. Diese differieren um über 30%. Dadurch unterstreichen sie den Bedarf an einer Formulierung der Standardisierung von Meßstandorten und Meßbedingungen bei der Vermessung von Windkraftanlagen. Die Beschränkung auf den Teillastbereich betont die Unterschiede, verdeutlicht aber auch die realen physikalischen Effekte, die den Unterschieden zugrunde liegen.

Schlußfolgerungen

Die Meßwerte vom Windmeßmast erlauben für einige Windrichtungssektoren eine vertiefte Auswertung der Datensätze. Aus diesen Datensätzen kann dann nach umfangreicher Korrektur und Aufbereitung ermittelt werden, daß die Kennlinie bei hinreichend scharfer Betrachtung im Bereich von etwa 5% bis zu über 10% als unsicher angesehen werden muß. Als unsicher muß eine vermessene Kennlinie immer dann bezeichnet werden, wenn die Vermessung unspezifizierte Standort- und Witterungseigenschaften enthält. Die hier verwendeten und an den Meßwerten überprüften rechnerischen Verfahren zur Standardisierung solcher Eigenschaften erlauben die Übertragbarkeit von Kennlinien vom Vermessungsstandort auf einen Betriebsstandort. Die Größe der Korrekturen ist natürlich von der Standortkombination und den Witterungsbedingungen in der naturgemäß kurzen Vermessungsperiode abhängig, erreicht aber auch an einfachen Standorten im norddeutschen Flachland Werte von etwa 5%. Dieser Wert stellt eine mittlere systematische Abweichung der Kennlinien ein und derselben Anlage dar, die allein hervorgerufen wird durch unterschiedlichen Paarungen von Vermessung und Betrieb in Zeit und Raum. Ein Vergleich der Erträge von Windkraftanlagen ist daher ohne Berücksichtigung der Standort- und Witterungseigenschaften nur mit begrenzter Genauigkeit möglich (schlechter als 5%; bei entsprechenden Bedingungen kann dieser Wert auf weit über 10% anwachsen).

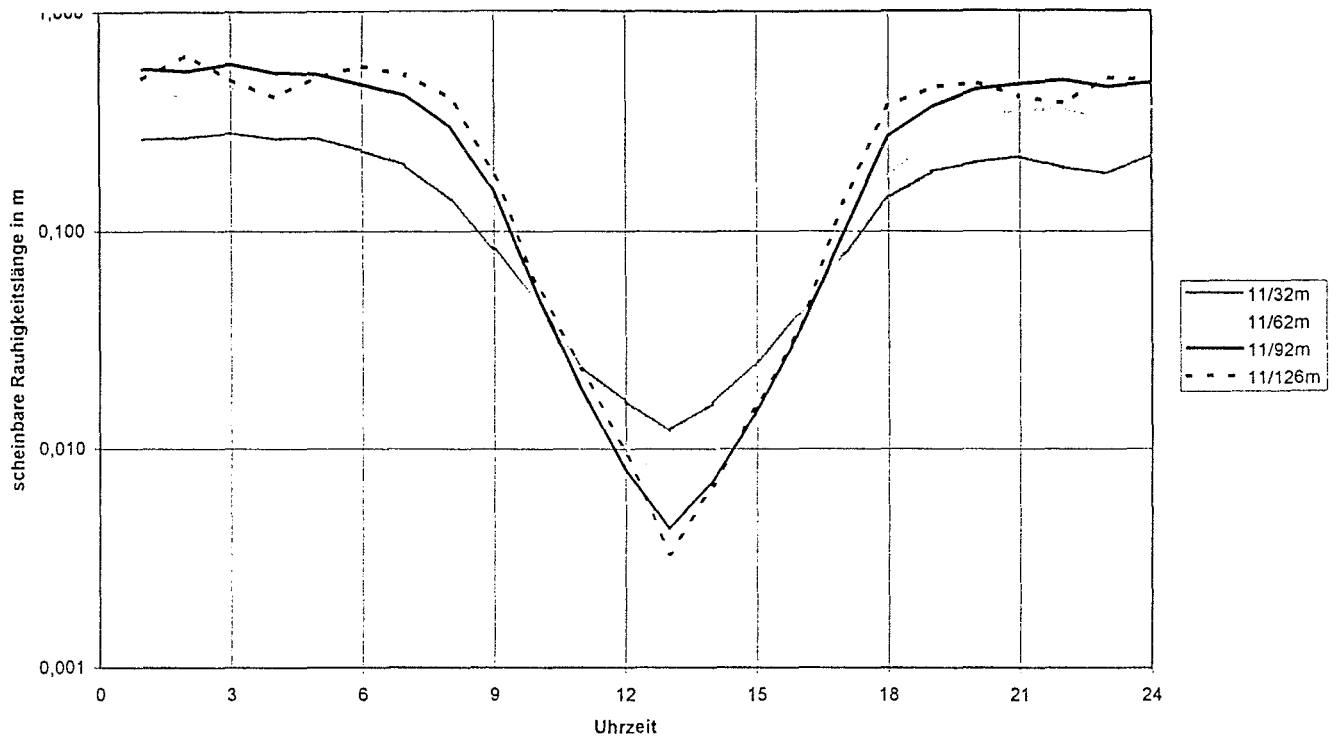


Abbildung 1 : Tagesgang der scheinbaren Rauigkeitslänge, logarithmisch aufgetragen. Gegen 10 Uhr und gegen 16 Uhr zeigt sich im Sinne des logarithmischen Windprofils für alle Höhe die gleiche Rauigkeitslänge. Die Umkehrung der scheinbaren Rauigkeitswerte ist mit der Krümmung des Windprofils im Einklang.

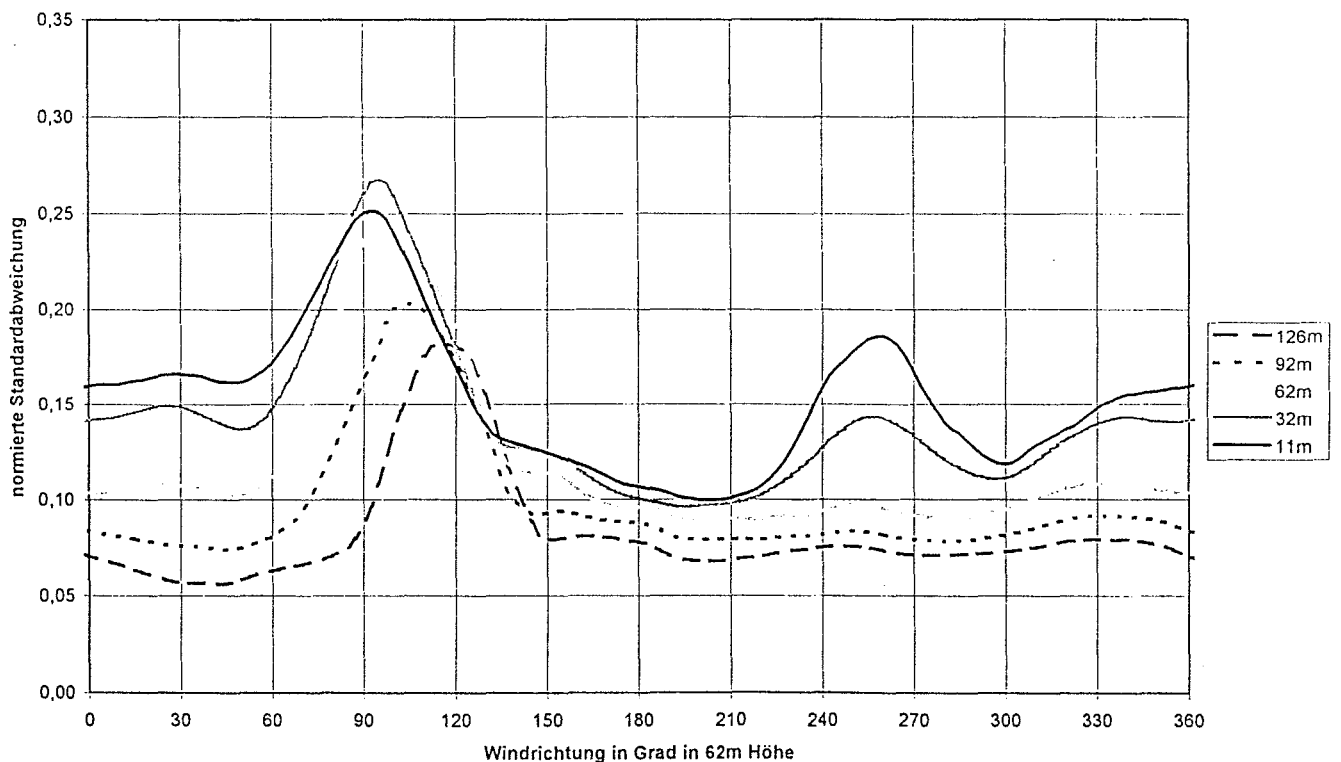


Abbildung 2 : Darstellung der Turbulenzintensität (Standardabweichung geteilt durch den Mittelwert) für neutrale Schichtung als Funktion der Windrichtung. Die Nachlaufströmung des Meßmastes die Strömungsrichtung zwischen 70° und 90° ist deutlich erkennbar.

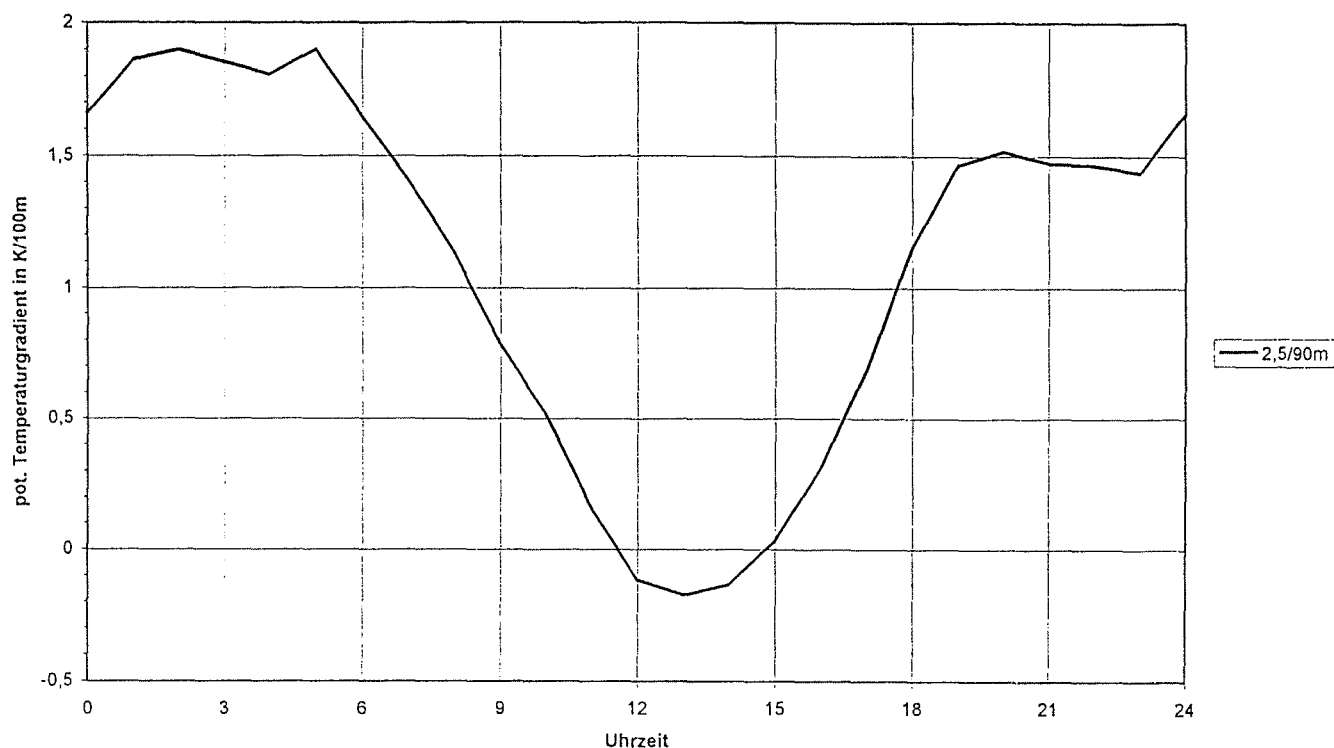


Abbildung 3 : Tagesgang des vertikalen Gradienten der potentiellen Temperatur. Die Asymmetrie des Gradienten im stabilen und labilen Fall wird deutlich.

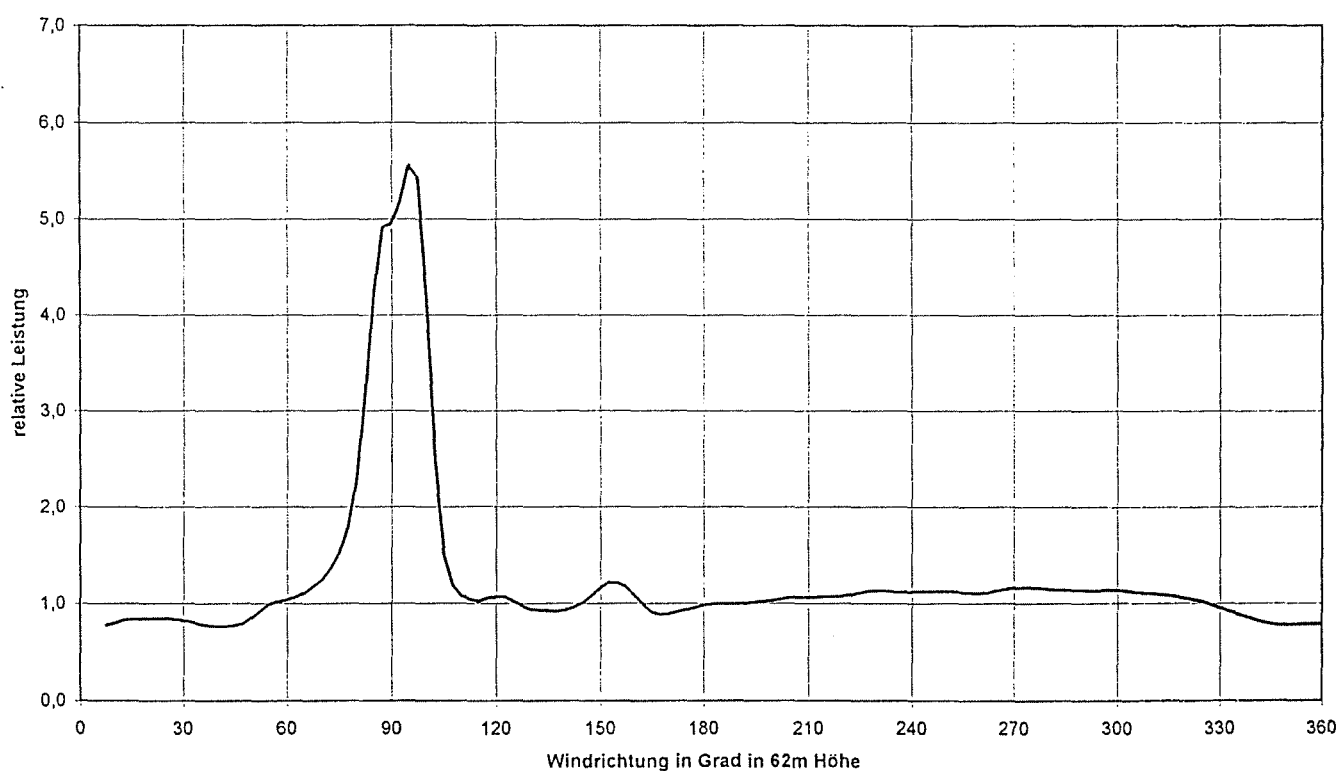


Abbildung 4 : Relative Leistung der Windkraftanlage als Funktion der Windrichtung. Die Darstellung wird von den Werten im Bereich der Nachlaufströmung des Windmeßmastes dominiert.

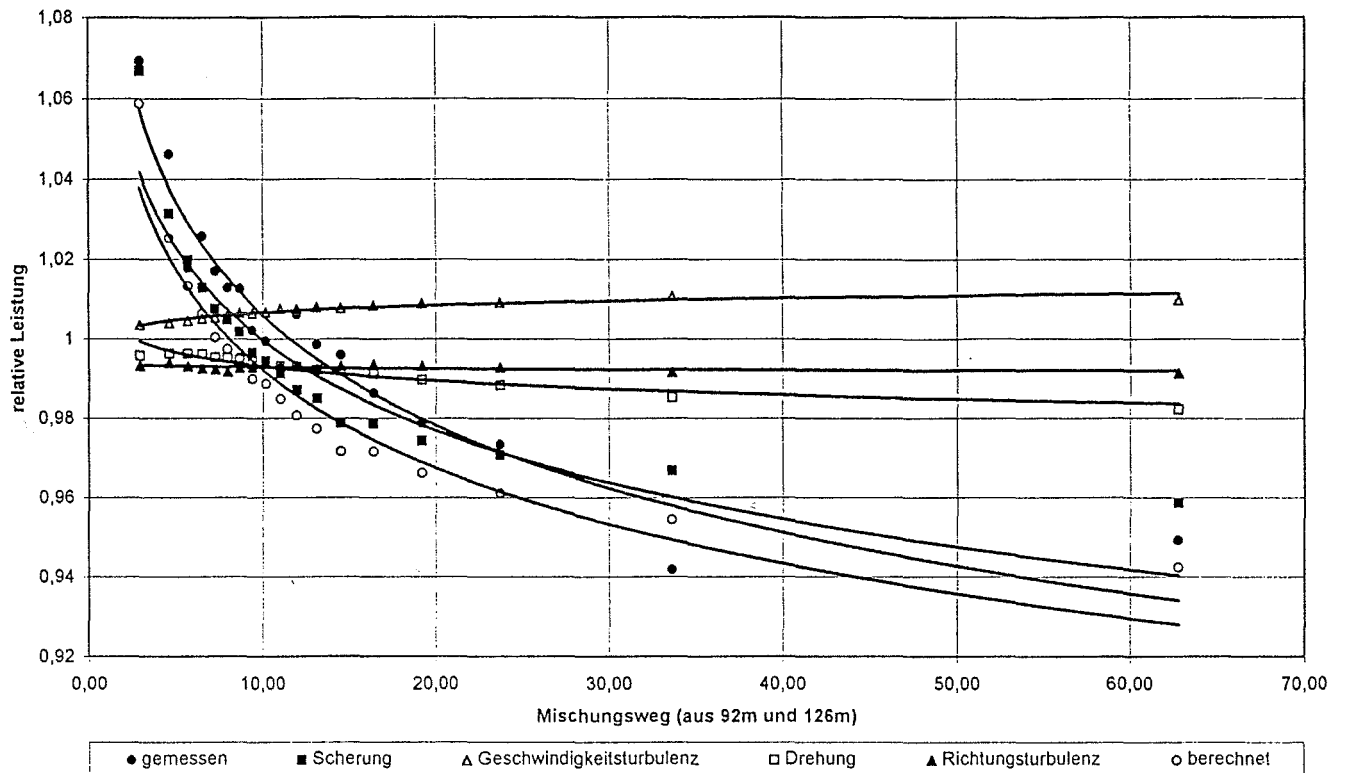


Abbildung 5a : Relative Leistung der Windkraftanlage (bezogen auf den Mittelwert aller Meßwerte aus den homogenen Sektoren und Zeiten für die Meßwerte, u.a. bei stationären, „hysteresefreien“ Bedingungen) als Funktion des Mischungsweges $L(z)$ zur Erfassung der Effekte der Stabilität. Es sind die Wirkungen von vertikaler Windscherung, Drehung des mittleren Windes, der turbulenten Schwankungen getrennt dargestellt. Zusätzlich zu den gemessenen Werte werden theoretisch ermittelte Werte dargestellt.

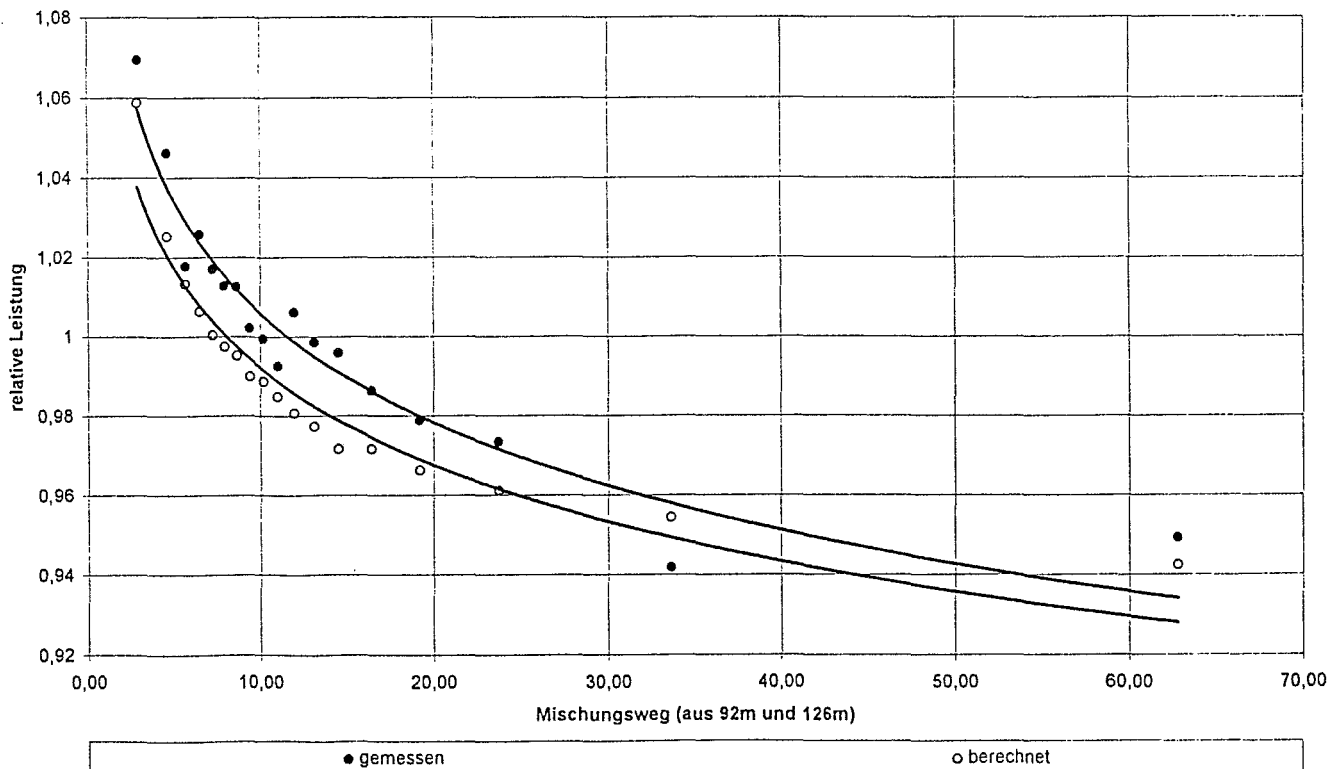


Abbildung 5b : wie Abbildung 8a, aber nur für die Gesamteffekte.

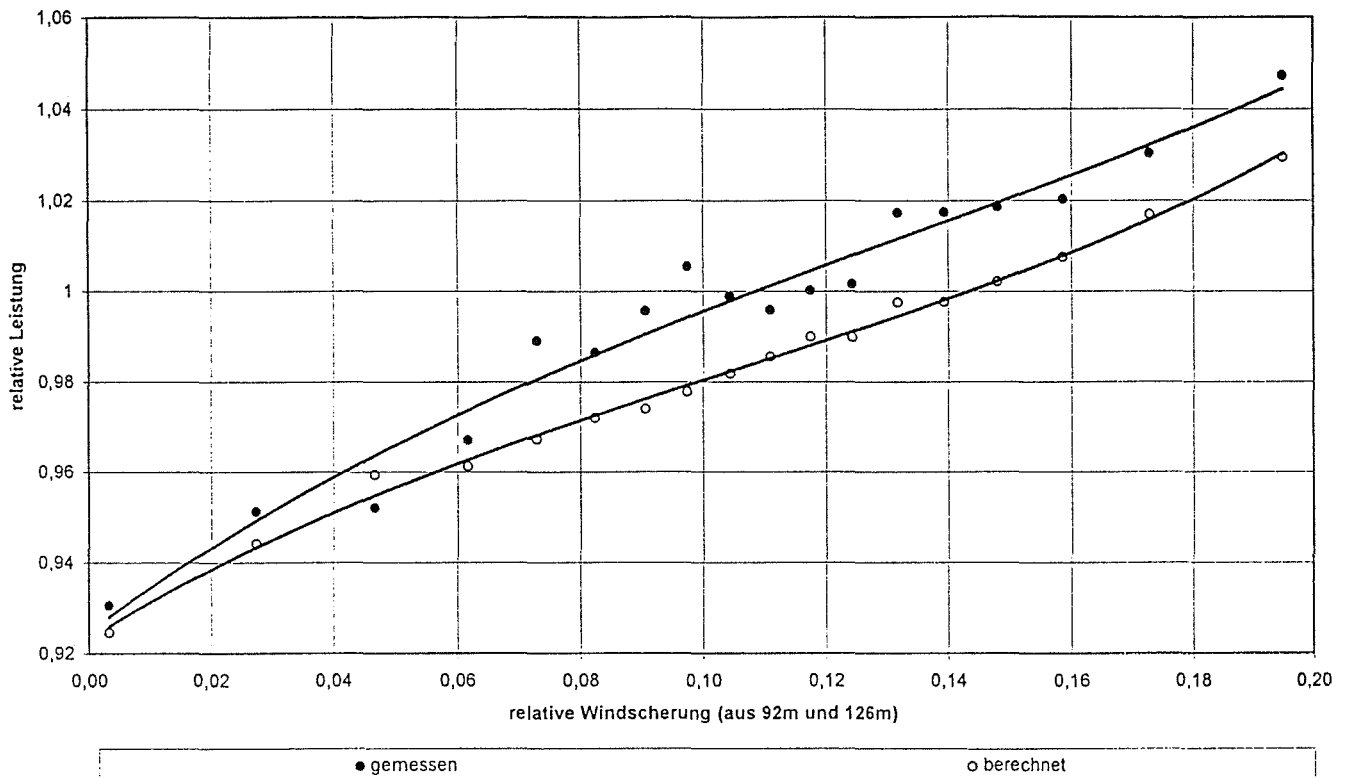


Abbildung 6 : Relative Leistung der Windkraftanlage als Funktion der normierten Windscherung in der Einheit von m/s pro m, genommen zwischen den Höhen 92m und 126m.

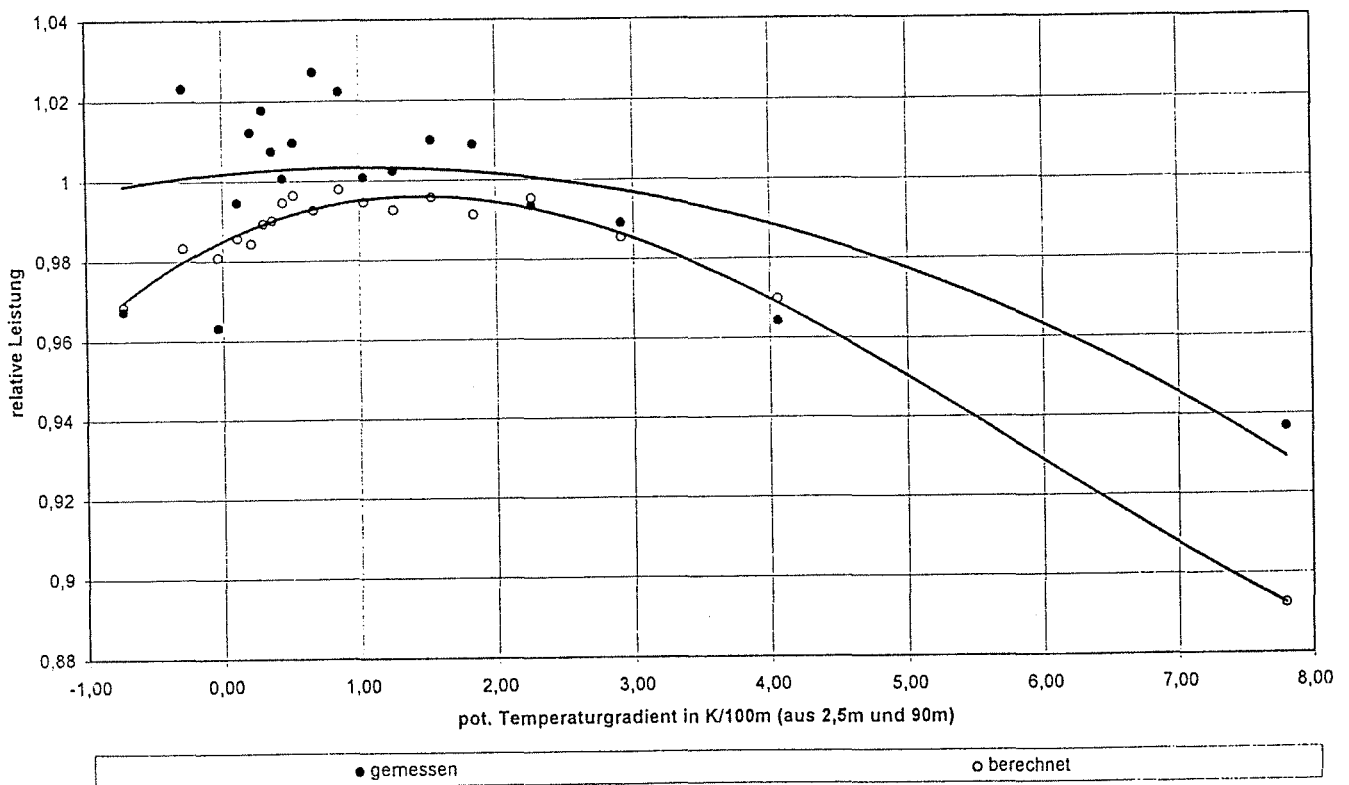


Abbildung 7 : Relative Leistung der Windkraftanlage als Funktion des vertikalen Gradienten der potentiellen Temperatur. Der Wert 0 für diesen Gradienten steht für neutrale Verhältnisse.

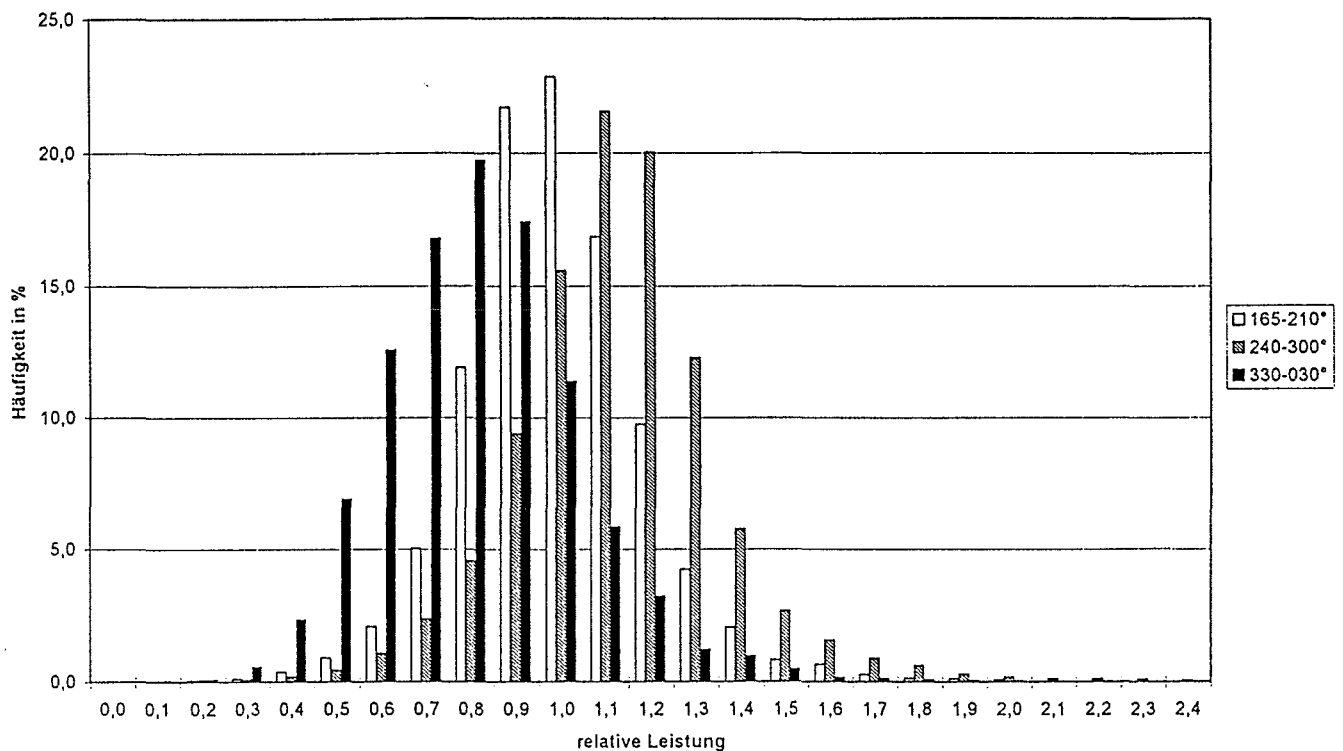


Abbildung 8 : Nach drei in sich homogenen Sektoren der Windrichtung unterschiedene Häufigkeit des Auftretens von Werten der relativen Leistung (bezogen auf den Gesamtmittelwert). In idealem Gelände müßten alle Werte in drei Säulen ausschließlich für den Wert 1.0 der relativen Leistung auftreten. Hier zeigt sich je nach der Windrichtung ein systematischer Unterschied der jeweiligen Medianwerte von über 30%.

Literatur

Coppin, Tetzlaff und Roth, 1982 : Auslegung und Standardisierung der meteorologischen Messungen zur Vermessung von Windenergiekonvertern. Ber. Bundesminis. Forschung und Technologie T 82-168, 66S..

Strack und Albers, 1996 : Analyse und Extrapolation des Windprofils am 130 Meter-Meßmast des DEWI. DEWI-Magazin Nr. 8, 65-75.

Tetzlaff, Schreiber, Kotzian, Reißmann und Hollwurtel, 1992: Bestimmung von Böen gemessen an einem 130m-Mast bei Wilhelmshaven. Ber. Inst. Met. Klim. Univ. Hannover B3.

Stull, 1988 : An introduction to boundary layer meteorology, Kluwer academic publ., Dordrecht.

Garratt, 1992 : The atmospheric boundary layer, Cambridge university press, Cambridge.

Bouillon, Busch, Menke und Morawe, 1995 : Übergeordneter energiewirtschaftlicher Vergleich großer Windkraftanlagen, Ber. PreussenElektra.